

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений, состоит из 43 измерительных каналов (ИК).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L (УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5), включающий в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, обработки данных и их архивирования, контроля состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

ИК состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 131-150, 152-164, 169, 170, 185-188 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК №№ 166-168, 171 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/Р.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Для ИК №№ 131-150, 152-164, 169, 170, 185-188 контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с. Контроль времени в часах УСПД АИИС КУЭ автоматически выполняет ИВК, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов УСПД выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в УСПД и ИВК на величину более ± 2 с.

Для ИК №№ 166-168, 171 контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет ИВК, корректировка часов счетчиков выполняется автоматически при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут) в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

Контроль времени в часах ИВК автоматически выполняет ССВ-1Г, при каждом сеансе опроса (один раз в 5 минут), корректировка часов ИВК выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в ИВК и ССВ-1Г на величину более ± 1 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий УСПД и сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 15.07.06, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 15.07.06
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
131	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 6	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-11, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$
						реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 2,9$
132	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 8	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 60541-15, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$
133	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110кВ ОЦМ-1	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-11, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 2,9$	
					активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
134	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ ОЦМ-2	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
135	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 9	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
136	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 10	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
137	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-1	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
138	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-2	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	±0,6	±1,5	
					реактивная	±1,2	±2,9	
139	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Сельмаш	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	±0,6	±1,5	
					реактивная	±1,2	±2,9	
140	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бытприбор	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	±0,6	±1,5	
					реактивная	±1,2	±2,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
141	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Киров-2	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 23256-05, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
142	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Киров-1	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 23256-05, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
143	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бахта	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
144	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красногорская	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
					реактивная	±1,2	±2,9	
145	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красный курсант	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	±0,6	±1,5	
					реактивная	±1,2	±2,9	
146	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ОМВ 110кВ	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 300/1 Рег. № 60541-15, Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	±0,6	±1,5	
					реактивная	±1,2	±2,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
147	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 4 «Троллейбусная»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
148	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 5 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
149	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 6 «КЭСР»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
150	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 7 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
152	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 9 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	
153	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 11 «Тепличный комбинат»	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	
154	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 14 «Вторресурсы»	ТВЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
155	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 16 «Энергострой»	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
156	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 23 «КЭСР»	ТВЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
157	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 24 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
158	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 26 «Энергострой»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
159	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 27 «Троллейбусная»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	
160	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 29 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
161	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч.№ 30 «Вторресурсы»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
162	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 31 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
163	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 33 «Энергодеталь»	ТВЛ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	
164	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 37 «ППЖТ»	ТВК-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 150/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,3	
166	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 11Т	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
167	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 12Т	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
168	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, яч. № 2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
169	Кировская ТЭЦ-4, Щит, 0,4 кВ ОРУ, 2 сш, присоединение № 22 КООП «Автолюбитель»	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 100/5 Рег. № 15764-96	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,2
170	Кировская ТЭЦ-4, Щит, 0,4 кВ ОРУ, 2 сш, присоединение № 23 КООП «Погребок»	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 50/5 Рег. № 15764-96	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,2
171	Кировская ТЭЦ-4, ввод 0,4 кВ тр-ра ВУ-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Коэф. тр. 75/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	-	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
185	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров- Кировская ТЭЦ 5 1 блок	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 400/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Коэф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,9
186	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров-Кировская ТЭЦ 5 2 блок	ТФЗМ-110 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 2000/5 Рег. № 71584-18	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
187	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Киров- Кировская ТЭЦ 5 3 блок	ТФЗМ 220 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 1000/5 Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. $220000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
188	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Вятка- Киров № 1 с отпайками	ТБМО-110 Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 150/1 Рег. № 23256-05	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±3,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 131 – 164, 166 – 171, 185 – 188 от 0 до плюс 40°C.
- 4 В Таблице 2 и далее по тексту приняты следующие сокращения (обозначения): Кл. т. – класс точности, Коэф. тр. – коэффициент трансформации, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	43
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.09 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.16 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325L - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 90000 90000 165000 165000 2 75000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТБМО-110	54
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	8
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66	3
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	15
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТВЛ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	3
Измерительный трансформатор тока	ТВК-10	2
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66У3	6
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ 220	3
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-110	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	5
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	19
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	20
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
УСПД	RTU-325L	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
ПО	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 026-2018	1
Паспорт-Формуляр	АИИС.003.ЕЭС.2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 026-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5). Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 17.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.16 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21.03.2011 г.;
- СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02.М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- УСПД RTU-325L – по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- ССВ-1Г – по документу ЛЖАР.468150.004-01 МП «Инструкция. Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденному первым заместителем генерального директора – заместителем по научной работе ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2014 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;
- термогигрометр CENTER (мод.315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %, Рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024104671

Адрес: 143421, Московская область, Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», строение 3

Телефон: 8 (495) 980-59-00

Факс: 8 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский проспект, д. 42, корп. 6, этаж 2, пом. II, III,
комн. № 12, № 1

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, пом. XIV,
комн. № 11

Телефон: 8 (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312426 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.